

Spannungsschutz bei dezentraler Einspeisung

Ricardo Herrmann, Wolf Fischer, Michael Mercker, Peter Schegner

TU Dresden IEEH, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, +49 (351) 463 40764,
ricardo.herrmann@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

Kurzfassung: Der zunehmende Ausbau an regenerativen Energiequellen lässt den Anteil der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) ansteigen. Damit einhergehend steigt die Gefahr der Bildung von ungewollten Netzinseln nach betrieblichen oder schutztechnischen Abschaltungen aufgrund der höher werdenden Wahrscheinlichkeit eines möglichen Leistungsgleichgewichts. Eine Besonderheit stellt die niederohmige Sternpunktterdung in der Mittelspannung dar, welche verwendet wird, um im Fall eines einpoligen Fehlers die Spannung in den nicht fehlerbehafteten Leitern nicht ansteigen zu lassen. Zur schnellen Detektion kann der U_0t -Schutz eingesetzt werden. Doch ist dieser für alle DEA notwendig? Die Zuverlässigkeit der vorhandenen Inselnetzdetektionsverfahren wurde mit handelsüblichen PV-Wechselrichtern an einem modellhaften Aufbau untersucht. Es zeigte sich, dass die Netzinsel in allen Szenarien nicht länger als eine Sekunde unter Spannung stand. Dennoch können direkt gekoppelte rotierende Maschinen oder ungleiche Einstellungen der $Q(f)$ -Regelung die Zeit bis zur Spannungsfreiheit vergrößern. Es reicht aus, wenn größere generatorische Erzeugungsanlagen oder Wechselrichter ohne aktives Inselnetzdetektionsverfahren, mit einem Netzverknüpfungspunkt in der Mittelspannung, durch einen U_0t -Schutz abgeschaltet werden, da diese stabilisierend wirken können.

Keywords: Netzschutz, Inselnetzdetektion, dezentrale Einspeisung

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende werden dezentrale Einspeiser in Form von zum Beispiel Photovoltaik(PV)-Anlagen immer häufiger. Dadurch ist es besonders in der Mittagszeit immer wahrscheinlicher, dass sich in Teilnetzen ein Leistungsgleichgewicht zwischen der PV-Erzeugung und dem lokalen Verbrauch ausbildet. [1] In diesen Netzbereichen besteht die Gefahr, dass sich nach einem Netzfehler und der darauffolgenden Abschaltung durch das Selektivschutzsystem eine stabile Netzinsel ausbilden kann. Man spricht nach [2] von einer stabilen Netzinsel, wenn die Spannung für mehr als 60 Sekunden durch die dezentralen Erzeugungsanlagen aufrechterhalten wird.

Die Bildung einer Netzinsel kann zum Beispiel erfolgen, wenn durch einen Fehler im Netz der Leistungsschalter zum überlagerten Netzknoten geöffnet und die elektrische Verbindung damit getrennt wird.

2 Problemstellung

In diesem Beitrag geht es speziell um niederohmig geerdete MS-Kabelnetze in denen ein einpoliger Fehler auftritt. Die niederohmige Erdung ist mit einem Anteil von 10 % in Deutschland bezogen auf die Kabellänge vergleichsweise selten in MS-Netzen anzutreffen. [3] Einige Netzbetreiber, wie zum Beispiel Stromnetz Berlin, sind aus technischen Gründen darauf angewiesen, das Netz niederohmig zu erden.

Das Besondere der niederohmigen Sternpunktterdung ist, dass bei einem einpoligen Fehler die betroffene Leitung nicht weiterbetrieben werden kann. Das kann gewünscht sein, da ein isolierter Sternpunkt oder eine Resonanzsternpunktterdung im Falle eines solchen Fehlers die Spannung in den nicht vom Fehler betroffenen Leitern auf das $\sqrt{3}$ -fache anhebt. Nach [3] tritt pro 100 km MS-Kabel etwa ein Fehler pro Jahr auf. Bei groß ausgedehnten Netzen, wie dem MS-Netz von Stromnetz Berlin, summiert sich die Häufigkeit auf ein MS-Fehler am Tag, welcher nach eigenen Angaben von Stromnetz Berlin zu 76 % ein einpoliger Erdkurzschluss ist.

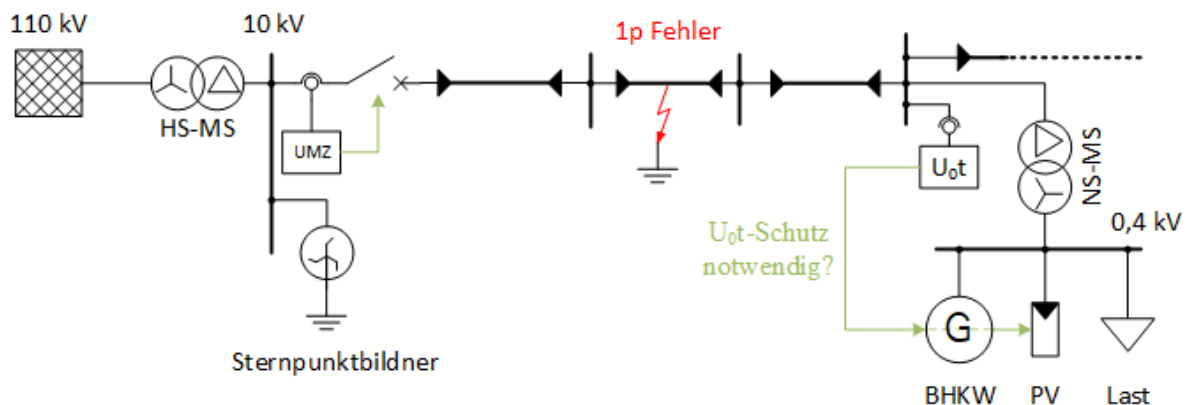


Abbildung 1: Beispielhafte Netztopologie für ein niederohmig geerdeten MS-Halbring

In Abbildung 1 ist vereinfacht ein solches Szenario dargestellt. Das MS-Netz ist typischerweise in Halbringe unterteilt, welches aus einem HS/MS-Umspannwerk gespeist wird. Im Umspannwerk befindet sich der UMZ-Schutz, welcher im Falle eines Fehlers den Leistungsschalter öffnet. Im MS-Halbring befinden sich mehrere Ortsnetzstationen mit einem Dy-Transformator. Daran sind sowohl Lasten als auch dezentrale Erzeuger angeschlossen. Dezentrale Erzeuger sind typischerweise PV-Anlagen, aber auch rotierende elektrische Maschinen in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW).

Sofern nach einer Schutzabschaltung die Leistung der Last und der Erzeugung nicht in einer ähnlichen Größenordnung liegen, wird der abgetrennte Netzabschnitt selbstständig spannungsfrei. Kommt es jedoch zu einem Leistungsgleichgewicht, so wird das entstandene Inselnetz unter Spannung gehalten. Daraus folgt, dass auch der Fehler weiter gespeist wird und der verbleibende Netzabschnitt einen isolierten Sternpunkt besitzt. Im verbleibenden Netzabschnitt tritt nun in den nicht vom Fehler betroffenen Leitern eine bis zu $\sqrt{3}$ -fache Überspannung auf, welche zu einem weiteren Isolationsdurchschlag führen kann. Aus diesem Grund muss der Fehlerbetroffene Abschnitt nach einer Schutzabschaltung schnellstmöglich spannungsfrei werden.

In der nachfolgenden Untersuchung soll gezeigt werden, ob die bereits vorhandenen Inselnetzerkennungsverfahren einen solchen Fall abdecken oder ob ein zusätzlicher Schutz notwendig ist. Eine zuverlässige Erkennung eines solchen Fehlers bietet der U_0t -Schutz, der die stark ansteigende Nullspannung im Fall eines Erdkurzschlusses erkennt. Nachteil des Verfahrens ist jedoch, dass die Nullspannung nicht vom Dy-Transformator übertragen wird, sodass der U_0t -Schutz nur auf der Mittelspannungsseite zum Einsatz kommen kann und eine Kommunikationsverbindung zu den unterlagerten Einspeisern erforderlich ist.

In dieser Arbeit wird zunächst dargestellt, welche Inselnetzerkennungsverfahren nach aktuellen Normen gefordert sind. Anschließend werden Laborversuche vorgestellt, mit denen die Netztopologie nachgestellt und Netzinseln gezielt verursacht wurden, um das Verhalten der Inselnetzerkennung zu beurteilen.

3 Stand der Normung

Es gibt bereits Verfahren zur Detektion von Netzinseln. Diese werden unterteilt in passive und aktive Verfahren. Passive Verfahren zeichnen sich dadurch aus, dass sie nur anhand von Messwerten entscheiden, ob eine Netzinsel vorliegt. Ein Beispiel dafür ist der Entkopplungsschutz, welcher die Spannung und die Frequenz überwacht. In einer Netzinsel kann es aufgrund einer nicht ausgeglichenen Wirk- oder Blindleistungsbilanz zu größeren Abweichungen dieser Größen kommen. Der Nachteil der passiven Verfahren ist, dass die nicht detektierbare Zone (NDZ) relativ groß ist. Die NDZ beschreibt einen Bereich des Wirk- und Blindleistungsflusses zum überlagerten Netz, bei dem es nach der Netztrennung zu einer stabilen Netzinsel kommt. [2]

Ergänzt werden die passiven Verfahren durch aktive Verfahren, welche durch angepasste Regelverfahren versuchen, die NDZ zu verkleinern. So können auch Netzinseln, nahe dem Leistungsgleichgewicht, erkannt werden. Ein typisches aktives Verfahren ist das Frequenz-Shift-Verfahren, welches in die Regelung der Wechselrichter eingreift. Das Verfahren hat zum Ziel, dass die Anlagen eine Frequenz außerhalb der üblichen 50 Hz anstreben. Dabei wird der Effekt der Kreuzkopplung ausgenutzt. Im Verbundnetzbetrieb, wird die Spannung vom Netz vorgegeben, wobei die Höhe der Spannung ein Maß für das Blindleistungsgleichgewicht und die Höhe der Frequenz ein Maß für das Wirkleistungsgleichgewicht ist. In einer stabilen Netzinsel ist der Wechselrichter direkt mit der passiven Last verbunden, verhält sich jedoch weiterhin, wie eine Stromquelle. Dadurch kehren sich die Abhängigkeiten um. Die Höhe des eingprägten Stromes definiert an der Resistanz der Last die Spannungshöhe und ist ein Maß für das Wirkleistungsgleichgewicht. Die Blindleistung an der Induktivität wird bestimmt durch die Frequenz des eingprägten Stromes. Ein Ungleichgewicht in der Blindleistung zeigt sich nun in einer abweichenden Frequenz. Sofern noch ein übergeordnetes „starkes“ Netz vorhanden ist, haben die Anlagen keinen Einfluss auf die Frequenz. Durch eine gezielte Veränderung der Blindstromeinspeisung können die Wechselrichter die Netzinsel destabilisieren. Als Maß für die Höhe des zusätzlichen Blindstromes wird typischerweise die Frequenz selbst verwendet, sodass eine Mitkopplung entsteht, welche eine kleine Abweichung von der Bemessungsfrequenz immer weiter verstärkt. Dieses Verfahren wird auch $Q(f)$ -Regelung genannt. [2]

Die Anforderungen für den Netzanschluss werden in zwei relevanten Normen geregelt. Für Anlagen in der Niederspannung (NS) gilt die VDE-AR-N 4105 und für Anlagen in der Mittelspannung (MS) die VDE-AR-N 4110, welche in *Tabelle 1* zusammengefasst sind. Als passives Verfahren wird immer der Entkopplungsschutz gefordert. In der Niederspannung (bzw. für Anlagen < 135 kW) muss bei einem dreiphasigen Netzanschluss oder ab einer Leistung von 4,6 kVA zusätzlich ein aktives Verfahren implementiert sein. In der Mittelspannung (bzw. für Anlagen ≥ 135 kW) wird auf die Vorgaben des Netzbetreibers verwiesen.

Tabelle 1: Vergleich der Anschlussnormen

Anforderung	VDE-AR-N 4110 (MS) [4]	VDE-AR-N 4105 (NS) [5]
Anwendungsbereich	≥ 135 kW Erzeugung < 36 MW Erzeugung	< 135 kW Erzeugung
Entkoppelungs-schutz	gefordert	gefordert
Inselnetz-erkennung	Verweis auf Anforderung der Netzbetreiber, angegebene Beispiele: <ul style="list-style-type: none"> Frequenzgradientenerfassung (RoCoF-Verfahren) Phasenwinkeländerung 	Aktives Verfahren <ul style="list-style-type: none"> Bsp. Frequenz-Shift-Verfahren typisch für PV-Anlagen oder Kombination aus aktivem und passivem Verfahren, z.B. Kombination mit RoCoF-Verfahren Passives Verfahren <ul style="list-style-type: none"> nur bei einphasigen Umrichtern möglich
Anschlussarten	nur 3-phasig	1-phasig (bis 4,6 kVA) oder 3-phasig

4 Laborversuche

Mit Hilfe von Laborversuchen mit handelsüblichen Wechselrichtern (WR) wurde das Verhalten bei einer Inselnetzbildung genauer untersucht. In Abbildung 2 ist die Verschaltung für den Versuchsaufbau dargestellt. Verwendet wurden drei Wechselrichter Sungrow SG4KTL-EC (SUN), KACO blueplanet 7.5 TL3 (KAC) und Fronius IG Plus 120V-3 (FRO). Die WR wurden durch einen PV-Emulator versorgt, welcher die Strom-Spannungs-Kennlinie realer PV-Module simuliert und über dessen Maximum Power Point das Wirkleistungsgleichgewicht eingestellt werden konnte. Als resistive Last wurden zehn 60 W Glühlampen pro Phase in Stern geschaltet. Eine Asynchronmaschine konnte über eine mechanisch angekoppelte Gleichstrommaschine belastet werden. Damit konnte diese als Motor oder Generator eingesetzt werden. Hierdurch wurde eine motorische Last bzw. alternativ ein generatorisches BHKW nachgebildet.

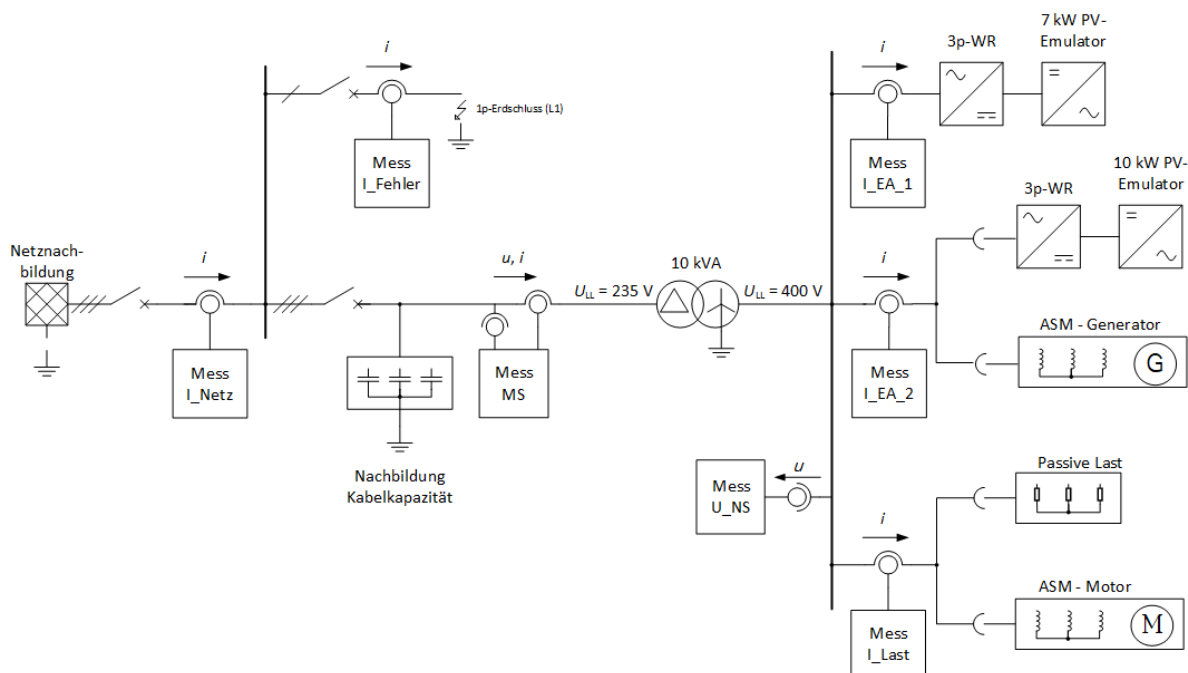


Abbildung 2: Versuchsaufbau zur Untersuchung des Verhaltens der Wechselrichter

Wichtig war es, die Dy-Schaltgruppe des MS-NS-Transformators korrekt nachzubilden. Dafür wurde ein frei verschaltbarer Transformator mit einem Windungsübersetzungsverhältnis von 1:1 verwendet. In einer Dy-Schaltgruppe ergibt sich damit auf der MS-Modellseite der Labornachbildung eine Leiter-Leiter-Spannung von ca. 230 V. Die Kabelkapazität der MS-Kabel wurde mit einer variablen Kondensatorbank nachgebildet. Die Kapazität bildet in ihrem Sternpunkt die virtuelle Erde, welche auch mit dem Sternpunkt des Transformators verbunden wurde. Die Netznachbildung war eine frei einstellbare Spannungsquelle, deren Neutralleiter jedoch nicht mit der virtuellen Erde verbunden wurde, um das isolierte Netz nach der Abschaltung im UW nachzubilden.

Bei keinem der Inselversuche trat entsprechend der gängigen Definition eine stabile Netzsinsel auf. Die Untersuchungen zeigten jedoch, dass die WR für mehrere hundert Millisekunden die Spannung in der Netzsinsel weiter aufrechterhalten.

Beispielhaft ist in Abbildung 3 der Wechselrichter von Kaco mit zusätzlicher generatorischer Einspeisung und ausgeglichener Wirk- und Blindleistungsbilanz dargestellt. Die Nulldurchgänge der Spannung wurden verwendet, um die Frequenz zu ermitteln. Über jede volle Periode wurde dann mittels FFT der zeitliche Verlauf der Wirk- und Blindleistung berechnet. In dieser Konstellation zeigt sich, dass die Frequenz für etwa 200 ms stabil bleibt. Danach beginnt der Wechselrichter mit dem Frequenz-Shift-Verfahren, indem er einen steigenden Blindstrom einspeist. Dadurch steigt die Frequenz an, bis der Entkopplungsschutz den WR nach 400 ms ausschaltet und damit die Netzsinsel spannungslos wird.

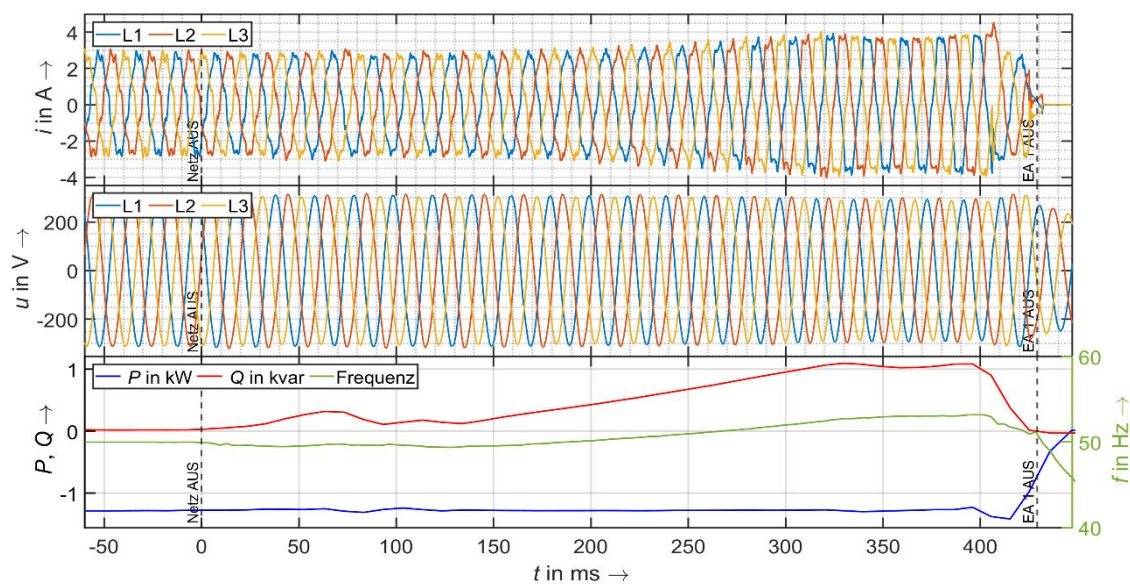


Abbildung 3: Versuchsaufbau zur Untersuchung des Verhaltens der Wechselrichter [6]

Ein zweites Beispiel ist in Abbildung 4 dargestellt. In diesem Versuch wurden die Wechselrichter von Sungrow und KACO kombiniert und eine ohmsch-motorische Last verwendet. Dabei war es möglich, einen Arbeitspunkt zu finden, bei dem die verschiedenen Wechselrichter beim Frequenz-Shift-Verfahren gegeneinander arbeiten. Es ist erkennbar, dass der Sungrow (EA1) die Blindleistungseinspeisung ins Induktive steigert, der KACO (EA2) jedoch ins Kapazitive. Damit kompensieren sie sich zunächst und die Frequenz ändert sich nur langsam. Dennoch reicht es aus, dass der Entkopplungsschutz vom Sungrow auslöst und

danach durch die gestörte Blindleistungsbilanz die Frequenz stark ansteigt, bis der KACO nach ca. 280 ms ebenfalls den Inselbetrieb beendet.

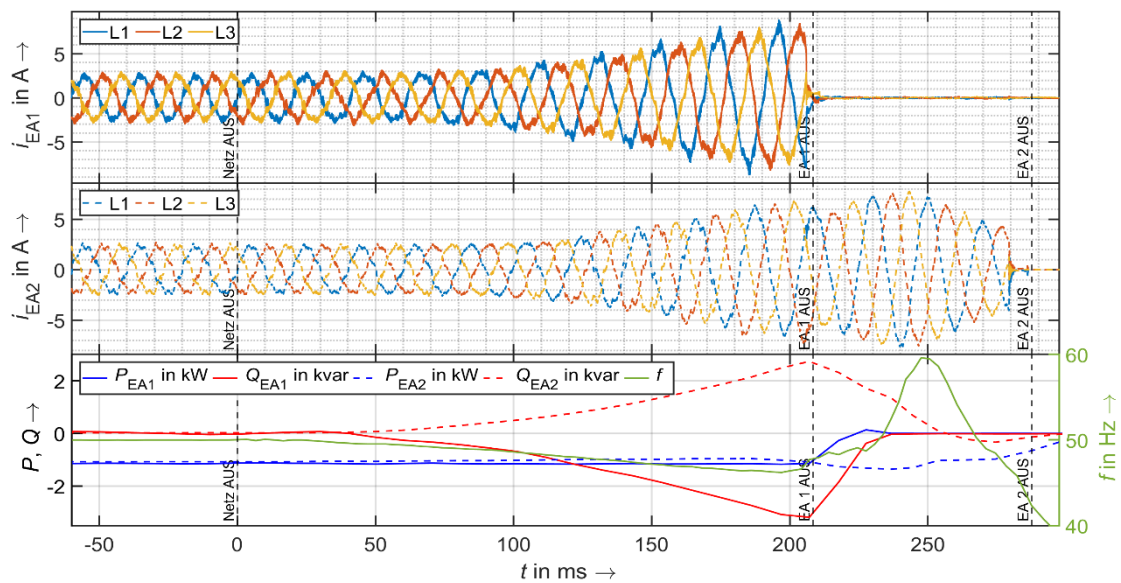


Abbildung 4: Versuchsaufbau zur Untersuchung des Verhaltens der Wechselrichter [6]

Über alle Versuche hinweg war das Frequenz-Shift-Verfahren mittels Blindleistungseinspeisung beobachtbar. Es konnte durch motorische Last oder generatorische Erzeugung verzögert, aber nicht verhindert werden. In Abbildung 5 wurden die Abschaltzeiten gruppiert nach verschiedenen Einflussfaktoren in Boxplots zusammengefasst.

Im Plot **a** ist ersichtlich, dass alle drei WR im Median 200 ms eine Netzzinsel bilden konnten, spätestens nach 400 ms erfolgte die Abschaltung. Der Ausreißer des WR Fronius mit 800 ms ist weniger relevant, da dieser WR vor 2012 produziert wurde und den aktuellen Anforderungen der Norm nicht mehr vollständig gerecht wird.

In Plot **b** wird die Abschaltzeit von Sungrow und KACO alleine und in Kombination verglichen. Es zeigt sich, dass in dieser Kombination der langsamste WR die mögliche Dauer der Netzzinsel vorgibt.

In Plot **c** zeigt sich der Einfluss der rotierenden Masse. Ohne rotierende Masse („NON“) werden die kürzesten Abschaltzeiten realisiert. Motor („MOT“) und Generator („GEN“) zeigen in etwa gleiche Abschaltzeiten, die ca. 100 ms länger sind.

In Plot **d** vergleicht die Labormessungen, bei denen vor der Netztrennung der Fehler zugeschaltet wurde, mit denen ohne Fehler. Der Fehler führt zu keiner signifikanten Verlängerung der Abschaltzeit.

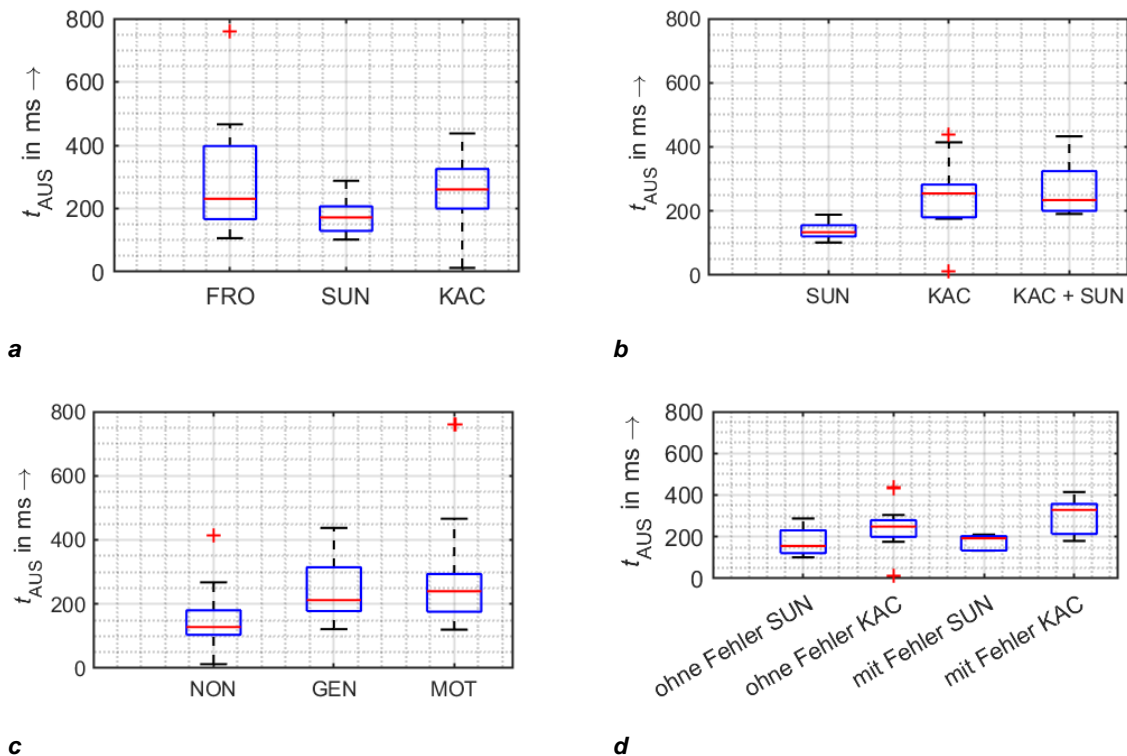


Abbildung 5: Abschaltzeiten nach a Art des Wechselrichters; b kombination der Wechselrichter; c Art der Last; d Wechselrichter und Fehler [6]

In Abbildung 6 sind alle Versuche nach der Leistungsbilanz vor der Netztrennung farblich dargestellt. Bei nahezu ausgeglichener Wirkleistung und ausgeglichener Blindleistung bis hin zu einem leicht kapazitiven Blindleistungsüberschuss ergaben sich die längsten Dauern der Netzinseln.

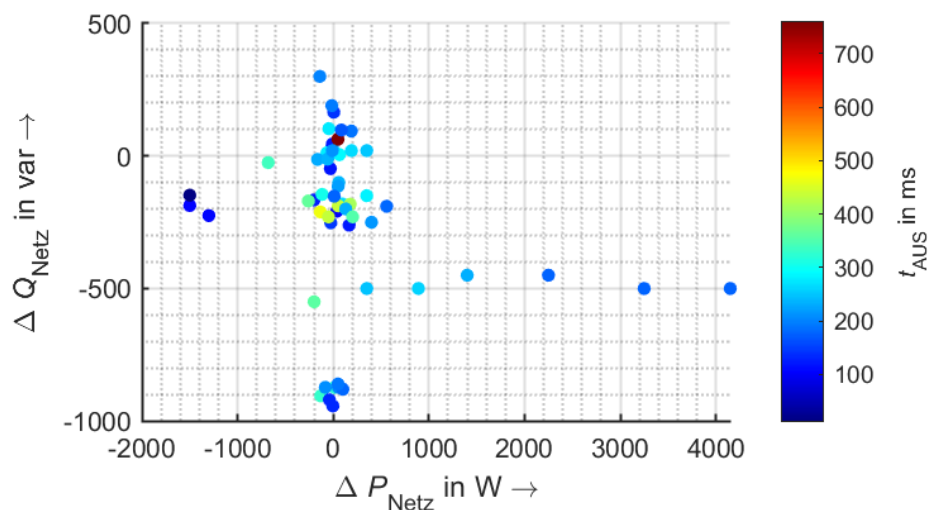


Abbildung 6: Abschaltzeiten nach Blindleistungsbilanz [6]

Durch die Versuche konnte nicht abgebildet werden, dass im realen Netz einige hundert einzelne WR pro MS-Halbring angeschlossen sein können. Wie sich der Effekt in Abbildung 4 mit einer größeren Anzahl an Anlagen skaliert, konnte mit der vorhandenen Anordnung nicht weiter untersucht werden.

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde untersucht, ob ein U_0t -Schutz für einen sicheren Netzbetrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen geeignet und notwendig ist. Durch den in Zukunft verstärkten Ausbau von dezentralen Erzeugern steigt allgemein die Gefahr von stabilen Netzinseln. Eine der häufigsten Ursachen, dass Halbringe in niederohmig geerdeten Kabelnetzen abgeschaltet werden müssen, ist der einpolige Erdkurzschluss.

Ein spezifisches Charakteristikum für einen einpoligen Erdfehler in einer Netzinsel ist der Übergang vom Erdkurzschluss (niederohmig geerdetes Netz) zum Erdschluss (Netz mit isoliertem Sternpunkt). Hierdurch baut sich in der Netzinsel eine hohe Nullspannung auf, anhand deren der Erdschluss erkannt werden kann. Der U_0t -Schutz stellt damit ein wichtiges Kriterium dar, um dezentrale Erzeuger im isolierten Netz abzuschalten. Da das entstehende Teilnetz einen isolierten Sternpunkt aufweist, tritt eine Verlagerungsspannung mit dem $\sqrt{3}$ -fachen, der Betriebsspannung auf, welche für die Dauer der Netzinsel die Kabel belastet und zu einer möglichen Fehlerausweitung führen kann. Der U_0t -Schutz kann aktive Inselnetzerkennungsverfahren nicht ersetzen und wirkt nur bei einem einpoligen Fehler.

In den Labormessungen zeigte sich, dass die aktive Inselnetzerkennung zuverlässig funktioniert und keine Netzinsel länger als eine Sekunde bestehen blieb. Typische Abschaltzeiten lagen bei 200 ms bis 400 ms. Die ohne U_0t -Schutz an das Netz angeschlossenen WR sollten demzufolge nach VDE-AR-N 4105 zertifiziert sein, damit eine aktive Inselnetzerkennung vorhanden ist. Es reicht folglich aus, wenn größere generatorische Erzeugungsanlagen oder Wechselrichter ohne aktives Inselnetzdetectionsverfahren, mit einem Netzverknüpfungspunkt in der Mittelspannung und ohne aktive Inselnetzdetektion, durch einen U_0t -Schutz abgeschaltet werden, da diese stabilisierend wirken können.

In der Untersuchung wurden handelsübliche Wechselrichter betrachtet, die keine netzbildenden Eigenschaften aufwiesen. In Zukunft wäre zu prüfen, ob neue Regelverfahren der Wechselrichter die Inselnetzdetektion behindern. Der U_0t -Schutz stellt dafür ein mögliches Verfahren dar, um Netzinseln in der Folge einer Schutzabschaltung zuverlässig zu verhindern.

6 Referenzen

- [1] F. J. Pazos, „Operational Experience and Field Tests on Islanding Events caused by Large Photovoltaic Plants,“ in 21st International Conference on Electricity Distribution, 2011.
- [2] S. Palm, „Untersuchung und Bewertung von Verfahren zur Inselnetzerkennung, -prognose und -stabilisierung in Verteilnetzen“, Dresden: BoD – Books on Demand, Norderstedt, 2019.
- [3] VDE FNN, „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik“, 2022.
- [4] VDE-AR-N 4110, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2018.
- [5] VDE-AR-N 4105, "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz", VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2018.
- [6] W. A. Fuchs, „Untersuchung von Verfahren zur Abschaltung dezentraler Erzeuger bei einpoligen Fehlern im Mittelspannungsnetz“, Dresden: Diplomarbeit, 2023.